

LA ENERGÍA EÓLICA*

Parte I

1. CARACTERÍSTICAS

1.1 Aeroturbinas

La producción de energía aprovechando la energía cinética del viento es lo que denominamos como energía eólica. Con una máquina eólica aprovechamos la diferencia de velocidades del viento entre la entrada y salida mediante una aeroturbina. La energía por unidad de tiempo, o potencia extraída, se puede expresar mediante la ecuación:

$$\text{Potencia} = \frac{\text{Energía}}{\text{Tiempo}} = C_p \left(\frac{1}{2} V_1^3 \right) \left(\rho V_1 \frac{\pi D^2}{4} \right) = C_p \frac{1}{2} V_1^3 \frac{\pi D^2}{4}$$

Luego la potencia es función del cuadrado de la velocidad de entrada en la máquina y del diámetro de los álabes la masa por unidad de tiempo y del factor C_p , que tiene en cuenta que el área de captación es menor que el de la aeroturbina y tiene un valor máximo posible, denominado límite de **Betz**, para el que $C_p = 16/27$. En la práctica oscila entre 0,4 y 0,5. La Figura 1 representa el tamaño de las máquinas y la potencia que desa-

rrollan para velocidades del viento de 12 m/s y $C_p = 0,45$.

En cada lugar de la instalación la aeroturbina está sometida a vientos de diferente intensidad y las condiciones de funcionamiento para el máximo coeficiente de potencia indicado corresponden a una velocidad determinada del viento, que depende fundamentalmente del tipo de aeroturbina, tamaño y velocidad de giro. Podría conseguirse un funcionamiento siempre con la máxima potencia si la velocidad de giro variase proporcionalmente al viento incidente. Esto presenta una serie de problemas técnicos, que se están investigando. La forma habitual de funcionamiento es la indicada a continuación.

Beatriz Yolanda Moratilla Soria

Dr. Ingeniero Industrial

Dep. De Ingeniería Mecánica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)

Universidad Pontificia Comillas de Madrid



Las máquinas eólicas tienen limitaciones de funcionamiento incluso en el caso de que haya viento. Su funcionamiento está limitado a unas velocidades intermedias de viento, por ejemplo entre 2,5 m/s y 25 m/s siendo que la potencia producida desde la mínima a la nominal aumenta linealmente.

1.2 Caracterización del viento

Al instalar una aeroturbina o un parque eólico, se busca fundamentalmente que la energía obtenida sea máxima y que las cargas turbulentas que deben soportar las máquinas, y que acortan su vida, sean los menores posibles. Suele ser necesaria la instalación local de anemómetros en sitios representativos para determinar las características del viento en un emplazamiento.

En el caso de los Parques eólicos, hay que tener en cuenta la interferencia entre aeroturbinas, por lo que hay que buscar la forma adecuada de situarlas.

En una primera aproximación, se puede estimar el efecto de las estelas mediante el uso de correlaciones, aunque para situaciones complicadas con gran número de aeroturbinas y fuertes interferencias es necesario recurrir a simulaciones numéricas.

1.3 Energía producible en función del tipo de aeroturbina y del emplazamiento

En el caso de una aeroturbina aislada (Fig. 2), si se conoce la velocidad del viento, a partir de las curvas de la figura 1 se puede estimar la energía anual que daría esa máquina.

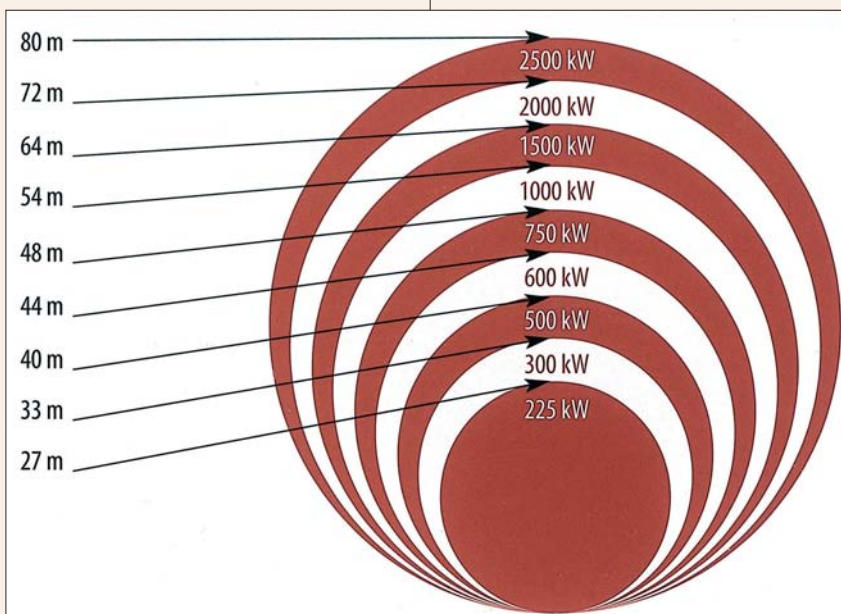


Figura 1. Esquema mostrando las potencias para distintos tamaños de aeroturbinas

* Conferencia pronunciada en el Instituto de la Ingeniería de España

El factor de utilización es:

$$F \text{ (Factor de utilización)} = \frac{\text{Energía anual}}{(\text{Potencia nominal}) \times 8.760 \text{ horas}}$$

Se consideran aceptables factores mayores que 0,25.

velocidad media del lugar entre 4,8 m/s y 6 m/s si $F = 0,2$ y 6 m/s y 7,5 m/s para $F = 0,3$.

Sin embargo, cuando tenemos un parque con muchas máquinas situadas en un terreno no uniforme que tiene interfe-

na debido a los efectos orográficos y al de las estelas, por lo que se debe de cuantificar mediante métodos de cálculo apropiados.

2. AEROGENERADORES

La primera referencia de un molino de viento corresponde a **Hero** de Alejandría, fechada en el siglo I o II a.C. Como se cita en **Golding** (1955), se trataba de un molino de eje horizontal usado para mover el fuelle del un órgano.

En China, en cambio, ya se utilizaban molinos de eje vertical con velas radialmente dispuestas constituyendo un rotor horizontal. La referencia documental más antigua se remonta a 1219 d.C., por lo que no es demostrable que los molinos de viento en China daten de hace más de 2.000 años. Los primeros realmente útiles para realizar trabajos se utilizaron en Persia en el siglo VII d.C.

Sobre el 1100 d.C., se empiezan a construir en Inglaterra y Francia los primeros molinos de viento de eje horizontal y cuatro palas y, posteriormente, en el siglo XIII, se encontraron en Alemania, Dinamarca y Holanda. Su uso era la molienda de grano. Los molinos holandeses desde el s. XIV, se empleaban para el bombeo de agua.

Todo ello hace ver que la tecnología tiene muchos años aunque sólo en la actualidad se ha iniciado su empleo para producir energía eléctrica. Fue **William Thomson** el primero que propuso su uso para producir electricidad. En la revista *Scientific American*, en diciembre de 1890, se pre-

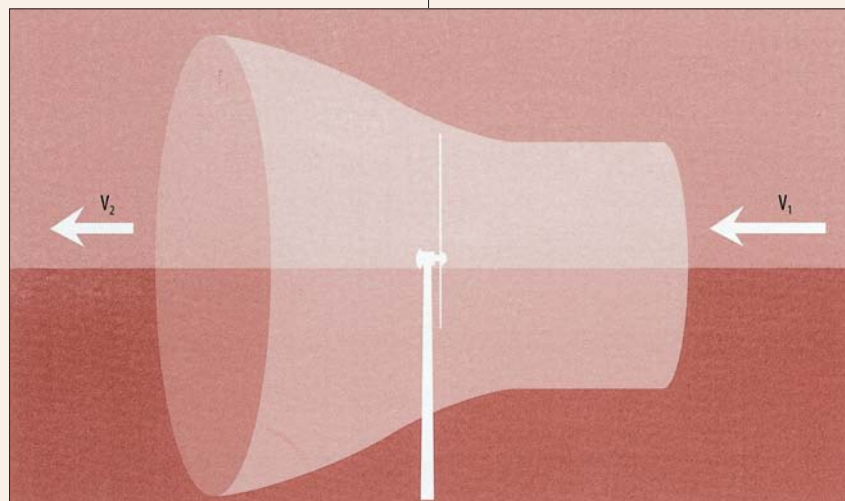


Figura 2. Aerogenerador aislado

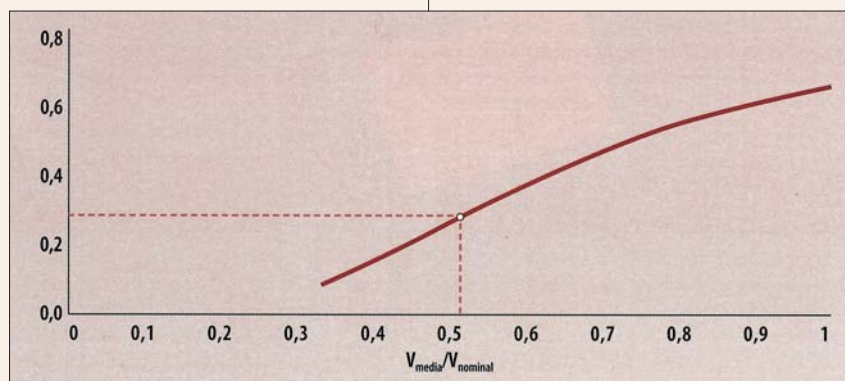


Figura 3. Factor de utilización como función de $V_{media}/V_{nominal}$

Este factor de utilización depende solamente del cociente: $V_{media}/V_{nominal}$. La figura 3 representa dicha dependencia. Este factor será tanto mayor cuanto mayor sea la velocidad media del lugar y menor sea la velocidad de diseño de la aeroturbina. Las mejores máquinas son las que tienen una menor velocidad nominal para la misma potencia nominal. Un valor de $F=0,3$ corresponde a una relación $V_{media}/V_{nominal} = 0,5$, y un factor de utilización de 0,2 corresponde a una relación $V_{media}/V_{nominal} = 0,4$. Las máquinas modernas tienen una velocidad nominal que oscila entre los 12 y 15 m/s, por lo que los valores de F corresponden a valores de la

rencias, la dirección y la intensidad del viento varía de máquina a máquina.

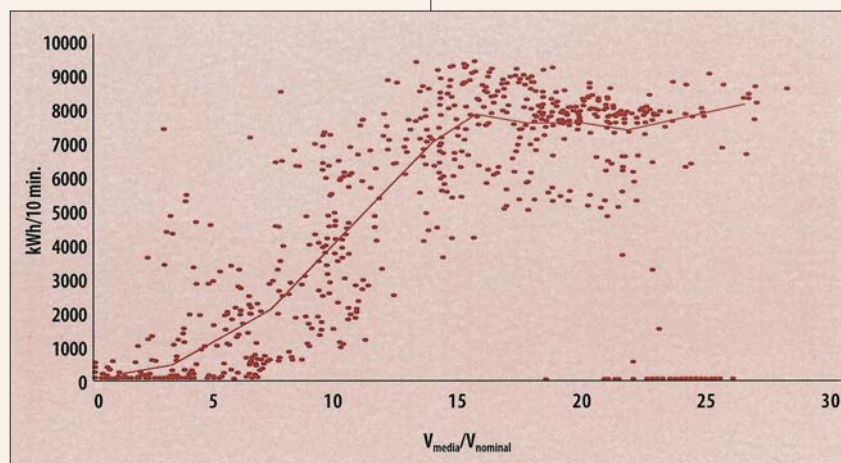


Figura 4. Curva de un parque eólico

sentó una aplicación sobre la utilización de un aerogenerador para cargar unas baterías.

2.1 Aerogeneradores de eje horizontal

Las máquinas de eje horizontal pueden ser lentas o rápidas según la velocidad típica de la punta de la pala, definida a través de su velocidad específica:

$$\omega\lambda = \frac{\omega D}{2 V_1}$$

en la que “w” es la velocidad de rotación, “D” el diámetro y “V1” la velocidad del viento incidente. Son máquinas lentas las que tienen una velocidad específica entre 2 y 5, se caracterizan porque su velocidad de rotación es baja, por lo que tienen un gran número de palas (entre 12 y 14) que cubren casi toda la superficie del rotor. Tienen un elevado par de arranque gracias al cual pueden ponerse en marcha incluso con velocidades

que el viento tenga mayor velocidad para arrancarlas o bien disponer de algún medio auxiliar. Son más ligeras, soportan menores esfuerzos y su conexión a la red eléctrica es más fácil. Por todo ello, son los dispositivos aeromecánicos más utilizados para la generación de energía eléctrica y se examinarán en detalle más adelante.

En la figura 5.B se representan el rotor de un aerogenerador monopala, bipala y tripala.

Entre los aerogeneradores de eje horizontal de alta velocidad hay máquinas en las que las palas están a barlovento (aguas arriba de la máquina) y a sotavento, en la que las palas se sitúan aguas debajo de la máquina. Posteriormente analizaremos las ventajas e inconvenientes de estas disposiciones.

Entre los aerogeneradores de eje horizontal hay otros que no han pasado del estado de prototipo; son los casos de las aeroturbinas multi-rotor, bihélice o con difusor.

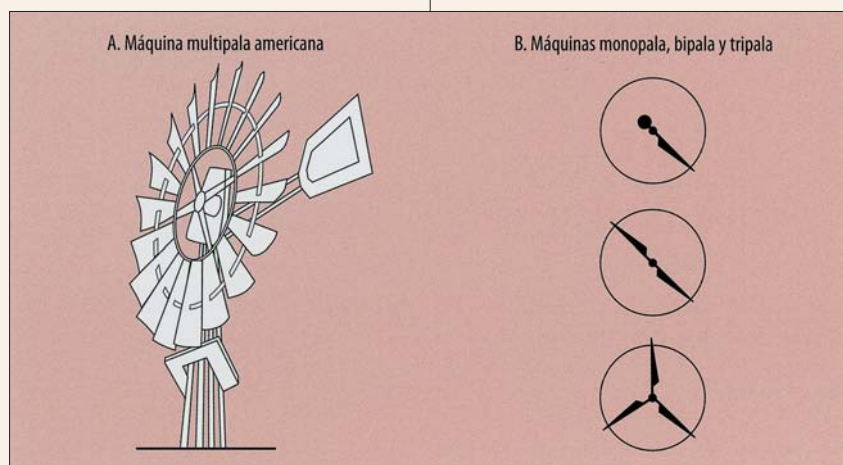


Figura 5. Tipos de aerogeneradores de eje horizontal

de viento muy bajas. Su velocidad de rotación hace que sean poco útiles para producir energía eléctrica por lo que se emplean fundamentalmente para el bombeo de agua. La figura 4 corresponde a una máquina muy utilizada para este fin.

Las máquinas de eje horizontal rápidas tienen una velocidad específica entre 8 y 10, su velocidad de rotación es elevada y el número de palas reducido (dos, tres o cuatro). Su par de arranque es menor y necesitan

2.2 Aerogeneradores de eje vertical

Son máquinas en las que el rotor se mueve debido a los esfuerzos de arrastre que el viento origina en dirección perpendicular al eje de giro. Una de estas máquinas se instaló en los 70 en La Mancha. Se caracterizan porque los alabes sólo soportan esfuerzos de tracción.

Presentan ciertas ventajas sobre las de eje horizontal: no necesitan regulación frente al cambio de velocidad del viento puesto que se autorre-

gulan, entran en pérdida a velocidades elevadas del viento, o permiten instalar el generador sobre el terreno, lo que facilita su mantenimiento. Pero no todo son ventajas ya que necesitan un motor de arranque y su rendimiento es menor que el de las máquinas de eje horizontal, a igualdad de potencia.

2.3 Otros tipos

Los aerogeneradores se clasifican también atendiendo al tipo de generador eléctrico acoplado.

2.3.1 De corriente continua

Los aerogeneradores pequeños, que funcionan de forma aislada, no están conectados a la red eléctrica y suelen ser de corriente continua. Alimentan baterías para suministrar energía eléctrica a casas, granjas, etc.

2.3.2 De corriente alterna

- (Aerogeneradores asíncronos)
 - Jaula de ardilla
 - Rotor bobinado-DA

Se caracterizan por:

- Fácil conexión a la red.
- Ausencia de contactos móviles.
- Admiten un ligero deslizamiento de velocidad con respecto a la de sincronismo
- Sistema de control sencillo.
- Su coste es el menor de entre los de corriente alterna.
- Son robustos.

También tienen sus inconvenientes ya que requieren estar acoplados a la red eléctrica para funcionar.

- (Aerogeneradores síncronos)

Se caracterizan porque:

- Pueden producir energía reactiva.
- Pueden funcionar de forma autónoma.
- Su rendimiento suele ser mayor.
- Soportan huecos de tensión.

Tienen los siguientes inconvenientes:

- No admiten deslizamiento con respecto a la velocidad de sincronismo.
- Control complicado.
- La conexión a la red es más compleja.

2.4 Aplicaciones

Actualmente los aerogeneradores se emplean en la producción de energía

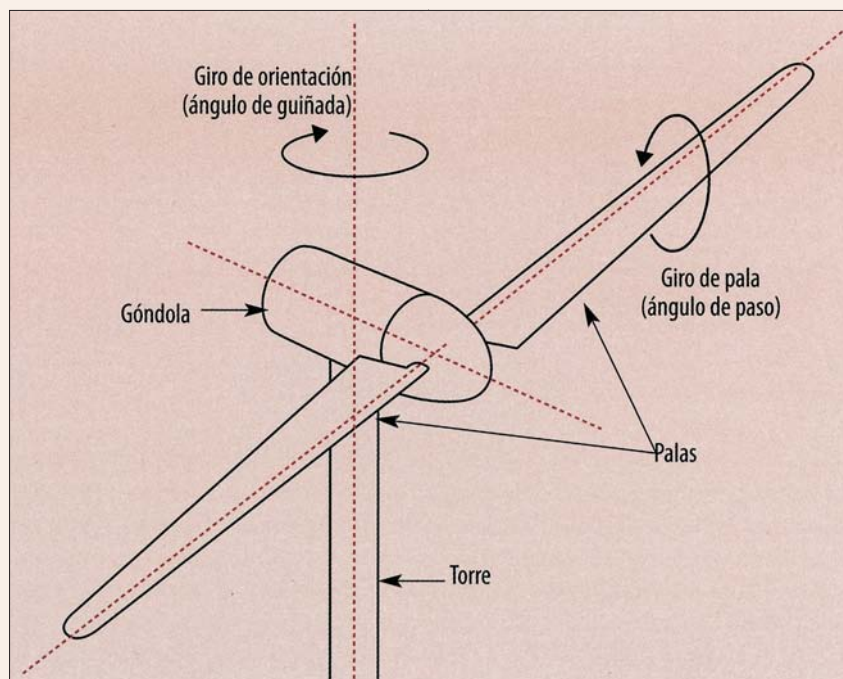


Figura 6. Esquema de una aeroturbina de eje horizontal

eléctrica, agrupados en los conocidos Parques eólicos. Se ha pasado de la construcción de Parques con máquinas de pequeña potencia (100-200 kW) a los centenares de MW con máquinas que superan el MW. En Europa hay proyectos de Parques que superan los 1.000 MW.

Otras aplicaciones para el uso de aerogeneradores del orden de varios kW es en sistemas aislados para el suministro de energía eléctrica a casas situadas en zonas rurales o en aplicaciones como el suministro eléctrico a barcos de recreo, etc.

EL AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL

Descripción

El aerogenerador más empleado es el de eje horizontal con dos o tres palas de perfil aerodinámico por lo que se emplean directamente todos los desarrollos tecnológicos y la investigación de la industria aeronáutica y de las turbinas de gas y vapor. La aeroturbina de eje horizontal es la que da un mayor coeficiente de potencia con una mayor velocidad específica. Esta alta velocidad es conveniente para facilitar el acoplamiento a la red sin te-

ner que hacer grandes inversiones en el generador, por el número de polos o el empleo de transmisiones que incrementen su velocidad mediante una relación de multiplicación elevada.

Otra ventaja adicional de las aeroturbinas que funcionan por sustentación aerodinámica (además de la mayor potencia y mayor velocidad de giro) es su menor empuje o *fuerza de tumbado*, por lo que las cargas y los efectos estela son menores.

Las aeroturbinas de eje vertical tipo **Darrieus** también se mueven por el principio de sustentación aerodinámica, pero, como ya se vio en el apartado anterior, tienen otras desventajas; fundamentalmente que su funcionamiento es del tipo no estacionario, por lo que las cargas dinámicas y de fatiga son más importantes.

3.2 Componentes

Los componentes de una aeroturbina de eje horizontal son las palas, el elemento fundamental que capta la energía del viento, mediante la acción de las fuerzas aerodinámicas que transmiten su giro a un eje alojado en la góndola, donde están situados el generador eléctrico, la caja de cambios, y los mecanismos de control. La góndola reposa sobre una plaza sobre la que gira, cambiando el ángulo de guiñada, orientando la aeroturbina para que su eje de giro sea paralelo al viento. La plaza está sobre una torre, que se cimenta en el terreno. En aeroturbinas de velocidad variable, la pala puede girar alrededor de su eje longitudinal (Fig. 6).

- **El generador eléctrico.** Puede ser síncrono o asíncrono. El asíncrono es más barato y permite cierto deslizamiento lo que hace que el funcionamiento de la aeroturbina sea más suave. En cambio, consume energía reactiva lo que disminuye la calidad de la energía producida, y por lo tanto, la prima que se paga a la energía eólica.

En la actualidad hay máquinas de velocidad variable, lo que tiene algunas ventajas. El aerogenerador funcionará con coeficientes de potencia mayores por lo que la curva de potencia de la aeroturbina, indicada en

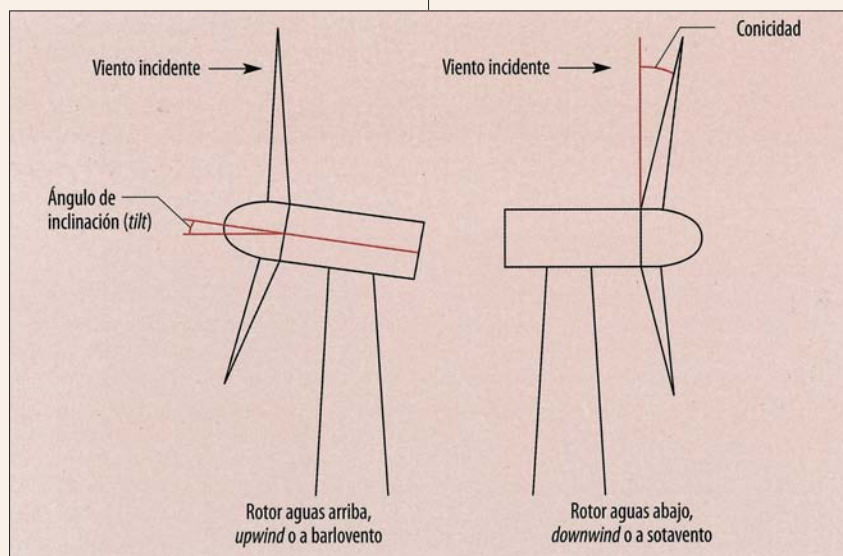


Figura 7. Posición del rotor respecto a la torre

la figura 3, da mayor potencia para menor velocidad. Además, la velocidad variable permite un funcionamiento más suave del aerogenerador ya que absorbe las oscilaciones. En aplicaciones comerciales ya hay generadores de dos velocidades.

En el caso de las máquinas síncronas se puede eliminar la caja de cambios; en este caso, el número de polos del generador es elevado, por consiguiente de mayor peso.

• **El freno mecánico.** Además de los frenos aerodinámicos, los aerogeneradores llevan por normativa un freno mecánico. Normalmente, cuando el aerogenerador se para con el freno aerodinámico entra en funcionamiento el mecánico. Los frenos suelen estar accionados hidráulicamente y su localización depende del fabricante. Se pueden presentar ventajas e inconvenientes: el primero por transmitir un par de frenado elevado, y el segundo, por transmitir el par a las palas a través de la caja de cambios, lo que puede dañar los dientes de los engranajes.

• **Control de orientación.** En casi todos los aerogeneradores la góndola y las palas giran de manera que se orienten alineadas con la dirección del viento.

La góndola se apoya en una placa que gira respecto de la torre, a la que se transmiten todas las cargas aerodinámicas y el peso de todos los componentes a través de un cojinete. El control de la orientación puede ser activo, cuando un motor mueve la góndola mediante una reductora, puesto que la velocidad de giro debe ser muy reducida. En otros casos, cuando el rotor está colocado aguas debajo de la torre con las palas con cierta conicidad, la aeroturbina es auto-orientable, aunque debe tener algún sistema que reduzca su velocidad de orientación para evitar cargas excesivas (Fig. 7).

• **La torre.** Soporta la góndola, manteniéndola a una altura apropiada. Su altura viene a ser aproximadamente igual al diámetro del rotor. En el caso de aerogeneradores de pequeño tamaño, la altura suele ser bastante mayor. La altura al final es un compromiso entre su coste y la

mayor energía que se puede extraer del viento, como consecuencia de las mayores velocidades que éste tiene en función de la altura. La altura de la torre en cualquier caso no debe ser menos de 24 m.

• **El diseño del aerogenerador.**

Los aerogeneradores responden a diseños diferentes tanto desde el punto de vista mecánico como de los sistemas de control.

• **Cálculo del rotor.** Es importante que el tamaño del rotor sea el que produce la energía al mínimo precio. Los aerogeneradores se están construyendo cada día de mayor potencia, aunque últimamente parece que esta tendencia cambia. El tamaño grande ofrece la ventaja de la economía de escala. En contra está el hecho de que, mientras la energía producida aumenta con el cuadrado del tamaño de la aeroturbina, su precio aumenta con el cubo. **Burton** y otros (2001) indican que, para terrenos con rugosidad del orden de 1 mm (arena o hierba muy baja), el diámetro óptimo es de unos 45 m y para terreno de mayor rugosidad, del orden de los 5 mm (hierba alta o cultivos) el diámetro óptimo es de unos 55 m. Sin embargo, también hay que tener en cuenta el montaje, que obviamente se ve dificultado por el tamaño sobre todo si el acceso es difícil como ocurre en las cimas de las cadenas montañosas que son de gran interés debido al efecto acelerador que éstas tienen sobre el viento. En el caso de los aerogeneradores instalados en el mar, el tamaño suele ser mayor debido a la facilidad de transporte. Los aerogeneradores de mayor tamaño están situados en los Parques eólicos marinos, por ejemplo, en el parte eólico marino de Rev. Horn, los generadores tienen 2 MW y su diámetro es de 80 m.

En cuanto a la velocidad de giro, por una parte el diseño para una potencia óptima determina que la velocidad sea tal como se indica en la figura 3. En dicha figura aparece el *Coefficiente de potencia* para un diseño óptimo como función de la velocidad específica y del coeficiente entre la sustentación y la resistencia del perfil (L/D) y para aeroturbinas de tres pa-

las. Cuanto mejor sea el perfil (mayor L/D), mayor será el coeficiente de potencia y mayor la velocidad específica. Aquí se ve una doble razón para elegir buenos perfiles. Para $L/D = 100$ se pueden obtener valores de $C_p = 0,5$ con velocidades específicas entre 8 y 10. Con velocidades específicas más elevadas, por ejemplo 20, entonces C_p es similar, la velocidad de la punta es más elevada con lo que aparecen efectos de compresibilidad en el aire, dando lugar a problemas aerodinámicos y a la producción de ruido. Este aumenta considerablemente con la velocidad de giro, incrementándose además el empuje sobre las palas, por lo que éstas se tienen que diseñar con mayor peso. Las velocidades de giro elevadas tienen además un impacto visual importante.

Los aerogeneradores de velocidad variable tienen algunas ventajas:

- Se extrae más energía del viento puesto que ésta es máxima para un valor fijo de la velocidad específica, lo que supone modificar la velocidad de giro proporcionalmente a la velocidad del viento.

- Se reduce el ruido aerodinámico en el caso de vientos con baja velocidad ya que las palas giran más despacio.

- El rotor actúa como un volante de inercia suavizando las oscilaciones del par motor.

En los aerogeneradores de dos velocidades se ha pasado de tener dos generadores a generadores con doble bobinado por lo que, según sea necesario, el generador funciona como una máquina de diferente número de polos. Los generadores actuales pueden funcionar como si tuviesen 4 ó 6 polos. Los inconvenientes de este diseño son la elevada complejidad de funcionamiento de los conmutadores y que se pierde energía cuando el generador se desconecta para cambiar de velocidad.

Otra forma de conseguir la velocidad variable es interponer un convertidor de frecuencia entre el generador y la red eléctrica. Este sistema controla mejor la corriente reactiva y produce menos oscilaciones de tensión en la red. Sin embargo, el convertidor supone una pérdida de potencia; ade-

más, el sistema se complica, se incrementa el coste y produce ruido eléctrico. Otro sistema de obtener la velocidad variable es conectar el rotor y el estator a la red, el estator directamente y el rotor a través de unos anillos deslizantes y del convertidor de frecuencia. En este caso, el convertidor es más barato puesto que pasa por él sólo una parte de la energía producida; en cambio, sólo se puede variar la velocidad de giro del orden del + 40-50%.

3.2.1 Número óptimo de palas

El coeficiente de potencia se incrementa con el número de palas puesto que las pérdidas asociadas a la punta de la pala disminuyen. Pero, al aumentar el número de palas, también aumenta el coste y se complica el diseño aerodinámico al tener que mantenerse aproximadamente constante el producto del número de palas por su cuerda, por lo que, al aumentar las palas, se reduce la cuerda, lo que puede dar lugar a dificultades de fabricación. Los esfuerzos sobre la máquina en principio son independientes del número de palas y por tanto la carga individual sobre cada pala disminuye proporcionalmente con su número. Como conclusión, la mayoría de las máquinas modernas tienen tres palas, número que permite también compensar las variaciones de las oscilaciones del par que se producen como consecuencia de la cortadura del viento.

3.2.2 Control de la potencia

Con el control de la potencia del aerogenerador tratamos de conseguir que éste funcione como se representa en la figura 3, es decir: para velocidad de viento mayores que la velocidad nominal y menores que la velocidad de corte, la aeroturbina produce una potencia aproximadamente constante. Esto se consigue por un método totalmente pasivo, puesto que la máquina entra en pérdida si los álabes son fijos, o, si lo es de paso variable, cambiando el paso de los mismos, esto es, cambiando el ángulo de la pala. El sistema de entrada en pérdida es más económico pero presenta ciertos inconvenientes.

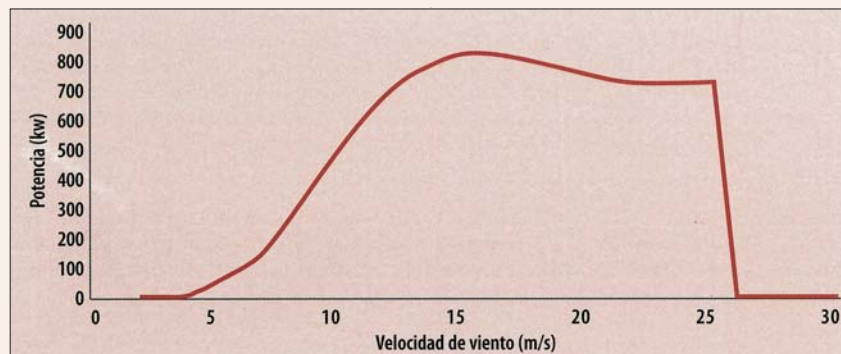


Figura 8. Curva típica de potencia para una aeroturbina controlada por entrada en pérdida

También hay que tener en cuenta que, para vientos mayores que el de corte, la máquina debe estar parada si tiene posibilidad de regular el ángulo de los álabes, sus palas estarían en la *posición de bandera*, que corresponde aproximadamente a un ángulo de paso, para el que, con la pala parada, la fuerza del viento sobre la misma es nula.

Para entender el principio de control (bien por cambio de paso o por entrada en pérdida) se deben tener unas nociones de cómo se originan las fuerzas aerodinámicas sobre el perfil, fundamentalmente la fuerza de sustentación L , cuya proyección $L \sin \alpha$ da el par aerodinámico. Dicha fuerza por unidad de longitud de pala viene dada por la ecuación:

$$L = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_L$$

donde c es la cuerda del perfil, ρ la densidad del aire, W la velocidad relativa del aire y C_L el denominado *Coefficiente de sustentación* que fundamentalmente depende del ángulo de ataque α . Se puede ver que, para ángulos de ataque menores que el denominado de entrada en pérdida, el coeficiente C_L crece con α . A partir del ángulo de entrada en pérdida, el coeficiente C_L sufre una brusca disminución de su valor. Cuando α es superior al ángulo de entrada en pérdida, la corriente se desprende formándose remolinos, lo que produce esa brusca disminución de C_L . Mientras el ángulo a sea menor que el de entrada en pérdida, la fuerza L y, por tanto, la potencia aumentarían con V , por aumentar la velocidad relativa, W , y por aumentar el ángulo α . Sin embargo, si el

viento aumenta tanto que α se hace mayor que el ángulo de entrada en pérdida, C_L disminuiría bruscamente, aunque W seguiría aumentando. Además, la fuerza de arrastre, D , aumentaría muy bruscamente al aumentar el ángulo a por encima del de entrada en pérdida, lo que también contribuiría a disminuir la potencia. Mediante un diseño apropiado se puede conseguir que los efectos de las variaciones de W , L y D se compensen y se tenga una potencia aproximadamente constante para velocidades de viento mayores que la de diseño. En realidad, la potencia nunca se llega a mantener constante cuando el control es por entrada en pérdida, lo más que se consigue es no exceder la potencia nominal. Una curva típica de potencia cuando el control es por entrada en pérdida se muestra en la figura 8.

Cuando se controla la potencia cambiando el ángulo de paso, se mantiene constante la potencia con mayor precisión. La aeroturbina dispone de un sensor que detecta la potencia producida o la velocidad del viento, de acuerdo con su valor cambia el ángulo θ , al aumentar θ disminuye el ángulo de ataque α , por lo que disminuye C_L y por tanto la potencia. Este procedimiento es el usado normalmente pero también se puede disminuir C_L haciendo entrar el perfil en pérdida, esto es aumentando α y disminuyendo por tanto θ . Este método alternativo se está empezando a emplear en las aeroturbinas modernas y tiene la ventaja de que al ser la caída de C_L muy brusca por entrada en pérdida, el control es más eficaz.

Si la máquina está controlada por cambio de paso, el buje debe incor-

Energías renovables	Estimación del recurso
Hidráulica < 10 Mw	7.500 Gwh/año
Hidráulica > 10 Mw	20.774 Gwh/año
Biomasa	16 Mtep/año
Biogas	0,55 Mtep/año
Biocomburantes	0,64 Mtep/año
R.S.U.	1,2 Mtep/año
Eólica	34.200 Gw/año
Solar térmica	2 Mtep/año (26,5 millones m ²)
Solar fotovoltaica	300 Mwp instalados aislados 2.000 Mwp instalados conectados a red

Tabla 1. Potencial de recursos de energía renovables en España

porar unos cojinetes en la raíz de cada pala; el mecanismo para cambiarlo puede ser a través de motores eléctricos a los que se les envía la energía eléctrica mediante anillos deslizantes. El giro del ángulo del álabe depende de las condiciones del viento, la velocidad viene a ser de 1%/s, siendo más rápido si se utiliza como freno aerodinámico.

3.2.3 Eje principal de baja velocidad

A través de él se transmite el par y además soporta el peso de las palas. A su vez, está soportado por cojinetes que transmiten las cargas a la góndola. Existen diversas opciones para la colocación de los cojinetes, así como para la conexión a la caja de cambios. En ocasiones, alguno de los cojinetes suele estar integrado en la caja de cambios. A veces, la conexión a la caja de cambios se suele hacer usando un acoplamiento hidráulico

que permita un cierto deslizamiento y amortigüe las fluctuaciones del par.

3.2.4 Situación del rotor

El rotor puede colocarse *aguas arriba* (barlovento) o *aguas abajo* (sotavento) de la torre.

La configuración *aguas arriba* es la más utilizada; tiene la ventaja de que el efecto de la torre cada vez que pasa una pala delante de la torre es menos importante que cuando está en la posición *aguas abajo*, en que se generan importantes cargas dinámicas y ruido. Cuando el rotor está *aguas arriba*, se debe inclinar el eje de giro hacia arriba un cierto ángulo de unos 5° o 6° para evitar que los álabes puedan tocar en la torre. Cuando se sitúa *aguas abajo*, el aerogenerador tiene tendencia a autoorientarse cuando cambia la dirección del viento pero hay que evitar que la velocidad de cambio de orien-

tación sea demasiado rápida, por lo que se debe instalar un sistema de control que reduzca la *Velocidad de orientación*.

3.2.5 El potencial eólico español

El *Plan de Fomento de las Energías Renovables* (PFER), aprobado por el Gobierno en diciembre de 1999, establece que el potencial eólico en España era de unos 15.000 MW. En la Tabla 1 se muestra el potencial adicional de recursos de energía renovable, definido en el citado PFER como la capacidad anual de producción con las distintas tecnologías renovables, y en la que la energía eólica resalta por su excelente potencial.

Los incentivos económicos establecidos para el aprovechamiento del potencial eólico han propiciado, en algunas Comunidades Autónomas, que la energía eólica sea la energía renovable de mayor crecimiento. Ya en 2002, el crecimiento fue del 46% respecto al año anterior, pasando de 3.295 MW en 2001 a los 4.832 MW registrados en diciembre de 2002, y se ha duplicado en dos años, llegando a una potencia instalada en diciembre de 2004 de 8.263 MW, superando ampliamente las previsiones hechas por la CNE (2001), donde se hablaba de 6.500 MW en 2005.

Con respecto a la situación de la potencia instalada en España dentro de la UE, la Tabla 2 da una visión general, donde vemos que Alemania lidera la lista llegando, en 2004, a 17.000 MW con unas excelentes previsiones de futuro. El segundo lugar lo ocupa España, logrando un 33,2% de instalación en 2004, y le sigue Dinamarca, que crece fundamentalmente con los Parques marinos y el reemplazo de las turbinas de más de 10 años. El Reino Unido, en un sexto puesto, tiene proyectos de más de 2.000 MW, incluyendo 1.100 MW marinos para el futuro. Destaca, además, el impulso de otros países como Estonia, que ha aumentado su instalación de potencia eólica en 2004 en un 583%, el de Irlanda, con el 71%, el de Eslovaquia con un 94% y el de Portugal con un 75%. ■

(Concluirá en el próximo número)

País	2003	2004
Alemania	14.609	17.000
España	6.411	8.263
Dinamarca	3.110	3.117
Italia	904	1.261
Holanda	910	1.077
Reino Unido	648	888
Austria	415	606
Portugal	301	520
Grecia	309	465
Suecia	399	442
Francia	253	405
Irlanda	187	342
Bélgica	67	93
Polonia	60	68
Finlandia	51	82
República Checa	110	16,5
Estonia	2,9	20
Eslovaquia	2,6	5,1

Tabla 2. Potencia eólica instalada en Europa a diciembre de 2002